

2. Novikov, N.V. (Eds). (1987). *Fizicheskie svoistva almaza [Physical properties of diamond]*. Kiev: Nauk. dumka [in Russian].
3. Petasyuk G.A. (2016). System-Analogue Method of Identification of Geometric Shape of the Abrasive Grain Projection. *Journal of Superhard Materials*. 38, 4, 277–287.
4. List, E., Frenzel, J., & Vollstadt, H. (2006). A new system for single particle strength testing of grinding powders. *Industrial diamond review*. 1, 42–47.
5. Shlifporoshki sinteticheskikhalmazov marok AS200, AS250, AS300, AS350, AS400 [Grinding powders of synthetic diamonds grades AS200, AS250, AS300, AS350, AS400] (2003). *TU U 28.4-05417344-2003 from 01<sup>th</sup> September 2003*. Kiev: Gosstandart Ukrainy [in Russian].
6. Poroshky almazni syntetychni. Zahalni tekhnichni umovy. [Synthetic Diamond Powders. General Technical Specifications] (1995). *DSTU 3292–95 from 01<sup>th</sup> January 1996*. Kiev: Derzhstandart Ukrainy. [in Ukrainian].
7. Metodika opredeleniia udelnoi magnitnoi vospriimchivosti poroshkov sverhtverdykh materialov (STM) [Method for determining the specific magnetic susceptibility of powders of superhard materials (SHM)]. (2004). *M88 Ukrainy 90.256-2004*. Kiev: ISM im. V. N. Bakulia NAN Ukrainy [in Russian].
8. Novikov, N.V., Nikitin, Y.I., & Petasyuk, G.A. (2003). Computer-based diagnostic sieve for identification of grit size and grit size distribution in microscopic samples of diamond grits. *Journal of Superhard Materials*. 25, 3, 68–78.
9. Loshak, M.H., Aleksandrova, L.O., & Kosenchuk T.O. (2013). Mitsnist krystaliv almazu za statychnoho navantazhennia [Density of diamond crystals for static loading]. *Metrolohiya ta prylady – Metrology and devices*. 2, 11–15 [in Ukrainian].

УДК 622.248.3

DOI: 10.33839/2708-731X-25-1-27-33

**М.Є. Чернова<sup>1</sup>, Я.В. Кунцяк<sup>2</sup>**, доктора технічних наук

<sup>1</sup>Івано-Франківський Національний технічний університет нафти і газу,  
вул. Карпатська, 15, 76019, м. Івано-Франківськ, e-mail: miracherri1@gmail.com

<sup>2</sup>ПрАТ НДІКБ бурового інструменту, пр. Палладіна, 44, 03680, м. Київ, Україна,  
e-mail: 5361013@ukr.net

## **ФІЗИЧНІ Й КОНСТРУКТИВНІ ОСОБЛИВОСТІ КОМПОНУВАННЯ НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ З ОБВАЖНЕНИХ БУРИЛЬНИХ ТРУБ ЗМІННОГО МОМЕНТУ ІНЕРЦІЇ**

Завданням досліджень, що розглядаються у наведеній статті, є шляхи покращення та підвищення швидкості процесів буріння свердловин. Методологія досягнення поставленої мети базується на підборі та застосуванні математичної моделі, яка враховує фізико-механічні навантаження, що їх сприймає бурильна колона у своїй нижній частині. Використання в компонованні низу бурильної колони (КНБК) обважнених бурильних труб (ОБТ) змінної жорсткості, що спричинює плавну зміну моменту інерції конструкції, частково вирішує дану проблему. Результати, отримані шляхом проведення теоретичних та промислових досліджень, підтвердили доцільність використання обважнених бурильних труб змінного моменту інерції (ОБТЗМІ), за рахунок плавного перерозподілу напружень у перехідній зоні їх з'єднань. Такий технологічний підхід забезпечує скорочення термінів будівництва та запуску в експлуатацію бурових свердловин на 30÷60%.

**Ключові слова:** буріння, момент інерції, КНБК, ОБТ.

Більшість родовищ України знаходяться на пізній стадії розроблення і характеризуються, головним чином, пластами малої потужності та вертикальністю нашарувань покладів. Відповідно, одним з найефективніших шляхів вирішення проблем активізації розроблення таких зон є буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин. Такі роботи виконані авторами [1] на свердловині № 155 Каганівського родовища та на свердловині № 172 Південно-Панасівського родовища (горизонтальний стовбур пробурено довжиною 150 м на глибину 2854 м). За умов буріння існуючими технологіями та наявних компонувань низу бурильної колони виникають ускладнення та аварії, на ліквідацію яких витрачаються значні кошти. Тому виникла необхідність в розробці нових технологій, устаткування та нових компонувань низу бурильної колони, які б забезпечили високу ефективність буріння горизонтальних свердловин.

Під час будівництва нафтових і газових свердловин на бурильну колону діє цілий комплекс постійних та знакозмінних навантажень, сукупна дія яких призводить до виникнення значних напружень, накопичення втомних тріщин і, в кінцевому результаті, до втомного руйнування елементів бурильної колони.

Для створення необхідної осьової сили на долоті та надання більшої жорсткості низу компонування застосовують обважені бурильні труби, кількість і розміри яких залежать від конструктивних і технологічних характеристик свердловини. Обважені бурильні труби (ОБТ), що продукуються серійно за технічними умовами (ТУ 39-076-74), характеризуються вздовж труби постійним осьовим моментом інерції поперечного перерізу, оскільки їх зовнішній та внутрішній діаметри залишаються незмінними.

Під час збирання свічок у колону для з'єднання секцій труб різних типорозмірів у країнах колишнього Радянського союзу зазвичай використовують перехідники, довжина котрих

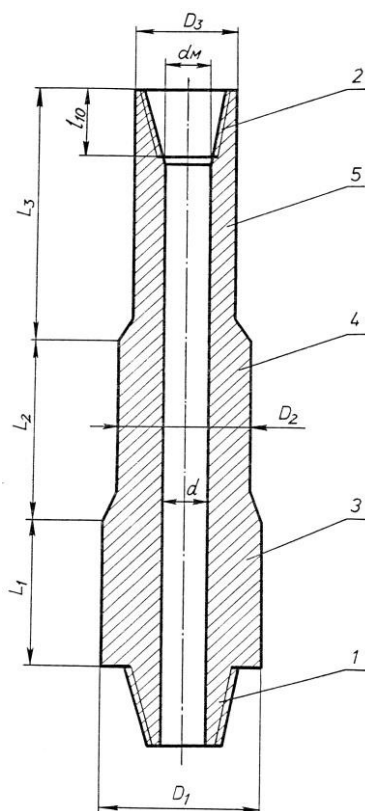


Рис. 1. Обважена бурильна труба змінного моменту інерції

становить 0,3–0,7 м. У таких конструкціях через різку зміну жорсткості у переході від бурильних до обважених бурильних труб значно зростають напруження, що скорочує період критичного росту втомних тріщин. Для запобігання цьому в США за рекомендаціями APIA під час збирання компонування замість перехідника використовують проміжну важку трубу 121, яка складається з трьох ділянок. Середня частина має потовщену, в порівнянні зі звичайними трубами, стінку і є 6 м завдовжки. До її висаджених кінців приварено встик дві товстостінні ділянки: нижня, що має довжину 0,6 м і верхня з проточкою під елеватор і завдовжки до 2,4 м. Товщини стінок нижньої та верхньої частин труби є однаковими. Така проміжна труба більш плавно вписується у профіль свердловини, але повністю проблеми не вирішує, оскільки лише незначно знижує концентрацію напружень у зоні, що безпосередньо примикає до обважених бурильних труб.

За аналізом роботи існуючих бурильних та обважених бурильних труб, теоретичними і експериментальними дослідженнями ми розробили конструкції обважених бурильних труб змінної жорсткості (ОБТЗЖ) [2–4]. Їх застосування забезпечує: значне зниження напружень у перехідній зоні від бурильних труб (БТ) до обважених бурильних труб

(ОБТ); підвищення стійкості і надійності бурильної колони; полегшення опускально-підіймальних операцій і ловильних робіт.

Запропоновані конструкції труб та свічки, зібрану з них, зображено на рис. 1.

ОБТЗМІ включає розміщені на кінцях замкові різьбові ділянки: ніпельну 1 та муфтову 2. Тіло запропонованих обважнених труб утворене трьома ділянками 3, 4, 5 з різними зовнішніми діаметрами  $D_1, D_2, D_3$  відповідно. Максимальний момент інерції поперечного перерізу  $I_1$  труба має в нижній частині, з'єднаній в експлуатаційних умовах із секцією обважнених бурильних труб (ОБТ), а мінімальний момент інерції  $I_3$  є у верхній частині, з'єднаній з бурильними трубами (БТ). Величина моменту інерції поперечного перерізу вздовж кожної наступної ділянки обважненої бурильної труби змінюється на 25-30 %.

У конструкціях обважнених бурильних труб змінного моменту інерції експоненціальної форми (рис. 2) зміна зовнішнього діаметру труб від ніпельної до муфтової частини змінюється за залежністю:

$$D(l) = 2e^{lx+\beta},$$

де  $D$  – зовнішній діаметр труби;  $x$  – координата зміни поперечного перерізу труби з початком відліку від ніпеля;  $\alpha$  та  $\beta$  – константи.

Сталі  $\alpha$  та  $\beta$  визначаються за співвідношеннями:

$$\alpha = -\frac{\ln\left(\frac{D_1}{D_2}\right)}{L}; \quad \beta = \ln\left(\frac{D_2}{2}\right),$$

де  $D_1$  і  $D_2$  – відповідно максимальний і мінімальний зовнішні діаметри труби;  $L$  – довжина корпусу труби.

Під час збирання свічки в компонованні низу бурильної колони з відомих труб колони є уступи, що використовуються для кріплення в елеваторі за опускально-підіймальних операцій. За умови роботи колони бурильних труб у місці встановлення обважнених бурильних труб змінного моменту інерції забезпечується плавна зміна жорсткості від важкого низу до бурильних труб, що пов'язано з поступовим зменшенням діаметрів ділянок запропонованої конструкції.

У випадку прихоплення низу бурильної колони неприхоплену частину відкручують у верхньому різьбовому з'єднанні свічки. Оскільки верхня ділянка обважненої бурильної труби змінного моменту інерції має менший діаметр порівняно зі звичайною обважненою бурильною трубою, з'являється додаткова можливість розміщення ловильних засобів із зовнішньої сторони труби в зазорі, утвореному зі стінкою свердловини.

На основі підібраних математичних моделей для роботи бурильної колони з обважнених бурильних труб змінного моменту інерції вивчався характер зміни напружень, їх допустимий рівень та оптимальні значення [5, 6].

Обважнена бурильна труба змінного моменту інерції має експоненціальну форму (на зразок Ейфелевої вежі), змінний переріз та внутрішній отвір постійного діаметру, пружна лінія якого перебуває під дією осьових і відцентрових сил, крутного моменту, тиску і промивальної рідини, що рухається.

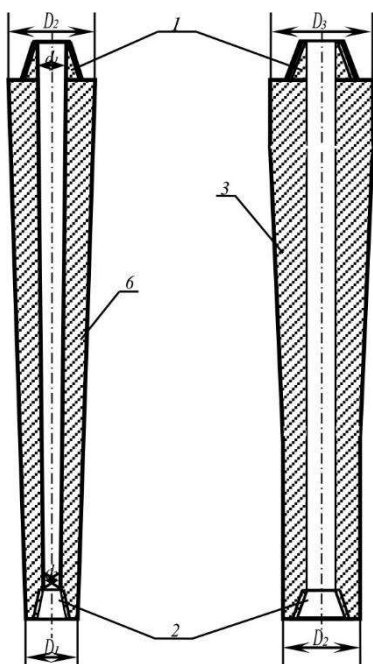


Рис. 2. Схема обважнених бурильних труб експоненціальної форми зі змінним моментом інерції

Диференціальне рівняння повздовжніх коливань труби змінного моменту інерції має вигляд [5]

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ A(x)E \frac{\partial u(x,t)}{\partial x} \right] = \rho A(x) \frac{\partial^2 u(x,t)}{\partial t^2} = \rho A(x)g - f(x,t), \quad (1)$$

де  $u(x, t)$  – переміщення  $x$  – перерізу труби в момент часу  $t$ ;  $E$  – модуль пружності;  $\rho$  – густина матеріалу труби;  $g$  – прискорення земного тяжіння.

Розв'язуючи рівняння (1) з врахуванням граничних умов динамічні складові сили  $F(x, t)$  та крутного моменту  $\mu(x, t)$  в  $x$  – перерізі змінного моменту інерції знаходимо за співвідношеннями:

$$F(x,t) = -A(x)E \frac{d\tilde{U}}{dx} e^{i\rho t},$$
$$\mu(x,t) = -I_0(x)G \frac{d\varphi(x)}{dx} e^{igt}$$

Ми отримали графічні залежності зміни амплітуд динамічних складових переміщень  $U(x)$  сил  $F(x)$ , кутів повороту  $\varphi(x)$  і крутних моментів  $\mu(x)$  по довжині бурильної колони.

Теоретичні розрахунки засвідчили, що перехідні ділянки від труб одного типорозміру до іншого, набрані з обважнених бурильних труб змінного моменту інерції, спричинюють плавну зміну динамічних характеристик вздовж колони, тобто є наявним процес плавної зміни моменту інерції, що сприяє підвищенню її довговічності за умов буріння свердловин роторним способом.

Для підтвердження результатів аналітичних досліджень закономірностей зміни напружень, які виникають в елементах бурильної колони за наявності обважнених бурильних труб змінного моменту інерції (ОБТЗМІ) в компонованні низу бурильної колони (КНБК), було проведено експериментальні дослідження натурних зразків конструкцій ОБТ-178, ОБТ-203, ОБТЗМІ-178, ОБТЗМІ-203. Аналіз результатів експериментальних досліджень натурних зразків на опір втомі та втомного руйнування бурильних труб за умов буріння свердловин роторним способом показав, що злами відбуваються переважно на віддалі 0,4-0,6 м від торця замка.

Дослідження показали, що застосування ОБТЗМІ експоненціальної форми в місцях переходу від одного типорозміру до іншого призводить до зменшення напружень у замкових різьбових з'єднаннях до 30 % та до 60 % в тілі бурильної труби, яка з'єднується з ОБТЗМІ.

Для визначення границі витривалості елементів бурильної колони було проведено експериментальні дослідження на опір втомі натурних зразків бурильних та обважнених бурильних труб у повітряному та корозійному середовищах [7, 8]. У якості корозійного середовища в умовах досліджень використовувався 7 % водний розчин NaCl.

Оскільки на бурильні труби, крім згинаючого моменту, діють також сили розтягу-стиску (вага бурильної колони), авторами [8] на стенді СІТУР було проведено дослідження впливу сил розтягу-стиску на опір втомі бурильних та легкосплавних бурильних труб.

Результати випробувань наведено на рис. 3.

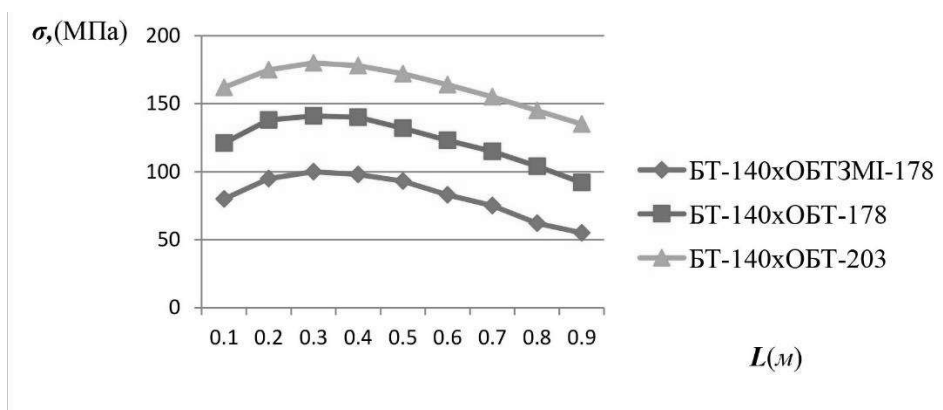


Рис. 3. Розподіл нормальних напружень по тілу бурильної труби в перехідній зоні від БТ до ОБТ за однакового навантаження

Дослідження показали, що в корозійному середовищі за відсутності зусиль розтягу-стиску умовна границя витривалості бурильних труб знижується до 28 % (крива 1), а за накладання сил розтягу  $P=106$  Н зменшується ще на 38–40 % (крива 3). Таким чином, умовна границя витривалості бурильних труб за сумісної дії корозійного середовища та сил розтягу-стиску становить 42-50 МПа, що є дещо нижчим за границю витривалості замкових різьбових з'єднань обважнених бурильних труб із зарізьбовими розвантажувальними заглибленнями (крива 2).

З урахуванням того, що границю витривалості замкових різьбових з'єднань можна підвищувати за рахунок конструктивних та технологічних факторів (таких як поверхнево-пластична деформація, лазерна обробка, метод ультразвукового впливу, різьба галтельного типу та ін.), найслабшим елементом колони є бурильна труба, що й підтверджено статистичним аналізом аварійності на промислових бурових підприємствах.

Одержані результати підтверджують доцільність широкого промислового використання обважнених бурильних труб змінного моменту інерції (ОБТЗМІ), які забезпечать зменшення напружень у перехідній зоні від обважнених бурильних труб (ОБТ) до звичайних бурильних труб (БТ), зниження рівня вібрацій бурильної колони та акумуляції енергії на вибої, підвищення стійкості бурильної колони, полегшення опускально-підймальних та ловильних робіт і підвищення надійності бурильної колони загалом в процесі будівництва свердловин.

Таким чином, базуючись на проведених дослідженнях, нами зроблено висновок про можливість набирання секцій обважнених бурильних труб (ОБТ) з труб змінного моменту інерції за умов буріння свердловин у небезпечних, з точки зору прихоплень, розрізах. Утворювані за цих умов у компонованні низу бурильної колони (КНБК) перепади жорсткості дозволяють створювати пульсуючі зусилля, які сприяють попередженню прихоплень.

Дана конструкція обважненої бурильної труби змінного моменту інерції в КНБК захищена патентом України [9].

**M. Je. Chernova<sup>1</sup>, Ja. V. Kuntsiak<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

<sup>2</sup>PJSC SRIDB drilling tool

#### PHYSICAL AND STRUCTURAL FEATURES OF THE COMPOSITION OF THE BOTTOM OF A DRILL STRING FROM WEIGHTED DRILLING PIPES WITH A VARIABLE MOMENT OF INERTIA

*The task of the research considered in this article is the ways to improve and increase the speed of well drilling processes. The methodology for achieving this goal is based on the selection and application of a mathematical model that takes into account the physical and mechanical loads that the drill string perceives in its lower part. The use of variable stiffness drill collars (VSDC) in the bottom hole assembly (BHA), which leads to a smooth change in the moment of inertia of the structure, partially solves this problem. The results obtained by*

carrying out theoretical and industrial studies confirmed the feasibility of using drill collars with variable moment of inertia (DCVMI) due to the smooth redistribution of stresses in the transition zone of their joints. This technological approach provides a reduction in the construction and commissioning of wells by 30–60%.

During the construction process of oil and gas wells, the drill string is subjected to a complex of constant and alternating loads, the combined effect of which leads to the occurrence of significant stresses, the accumulation of fatigue cracks and, ultimately, to the fatigue failure of the drill string elements.

To create the required axial force on the bit and provide greater rigidity of the bottom of the layout, weighted drill pipes are used, the number and dimensions of which depend on the structural and technological characteristics of the well. Weighted drill pipes (WDP), which are produced serially according to technical conditions (TU 39-076-74), are characterized by a constant axial moment of inertia of the cross section along the pipe, since their outer and inner diameters remain unchanged.

During the assembly of candles in a column to connect pipe sections of different sizes in the countries of the former secular union, adapters are usually used, the length of which is 0.3–0.7 m. In such structures, due to a sharp change in stiffness in the transition from drill to weighted drill pipes stresses increase significantly, which shortens the period of critical growth of fatigue cracks. To prevent this in the USA, according to the recommendations of ARIA, when assembling the layout, instead of the adapter, an intermediate heavy pipe 121, which consists of three sections, is used. The middle part has a thickened wall, compared to ordinary pipes, and is 6 m long. Two thick-walled sections are welded to the joint to its planted ends: the lower one, which is 0.6 m long and the upper one with a groove under the elevator and up to 2.4 m long. The thicknesses of the walls of the lower and upper parts of the pipe are the same. Such an intermediate pipe fits more smoothly into the profile of the well, but does not completely solve the problem, as it only slightly reduces the stress concentration in the zone directly adjacent to the weighted drill pipes.

Based on the analysis of the work of existing drill pipes and weighted drill pipes, as well as on the theoretical and experimental studies, we developed constructions of weighted drill pipes of variable moment of inertia (WDPVMI). Their use provides: a significant reduction of stresses in the transition zone from drill pipes (DP) to weighted drill pipes (WDP); increasing the stability and reliability of the drill string; facilitation of lowering and lifting operations and fishing operations.

During the assembly of the candle in the arrangement of the bottom of the drill string from the well-known pipes, there are ledges along it, which are used for fastening in the elevator during lowering and lifting operations. Under the condition of operation of the drill pipe column at the place of installation of weighted drill pipes of variable moment of inertia, a smooth change in stiffness from the heavy bottom to the drill pipes is ensured, which is associated with a gradual decrease in the diameters of the sections of the proposed structure. If the bottom of the drill string is caught, the uncaught part is unscrewed in the upper threaded connection of the candle. Since the upper part of the variable moment of inertia weighted drill pipe has a smaller diameter, compared to a conventional weighted drill pipe, there is an additional possibility of placing fishing tools from the outside of the pipe in the gap formed with the well wall. On the basis of selected mathematical models for the operation of a drill string made of weighted drill pipes of a variable moment of inertia, the nature of stress changes, their permissible level and optimal values were studied. A weighted variable moment of inertia drill pipe is exponentially shaped (like the Eiffel Tower), has a variable cross-section and a constant-diameter internal bore, the elastic line of which is subjected to axial and centrifugal forces, torque, pressure, and moving flushing fluid.

**Key words:** drilling, moment of inertia, variable stiffness drill collars (VSDC), bottom hole assembly (BHA).

### Література

1. Кунцяк Я.В., Бражина Г.Й., Булатов К.В., та ін. Дослідження особливостей глибокого буріння. / Нафта і газ України: Матеріали доповідей 7-ї міжнародної науково-практичної конференції (вересень 2002 року). – Київ, 2002. – С. 352–353.
2. А.с. 1629460 СССР, МКИ 21 В 17/00. Утяжеленная бурильная труба / Б.А. Чернов, Ю.В. Дубленич, Н.Д. Щербюк, А.И. Неструев. – Опубл. 17.10.86, Бюл. № 7.
3. Pat. USA № 4416476. Current International Class E21B 17/16 (20060101). Intermediate weight drill stem member / W.R. Garrett. – Publ. 22.11.83.

4. Пат. России № 041001. МПК 6 E 218 17/00. Утяжеленная бурильная труба. / Б.А. Чернов, М.Е. Чернова – Опубл. 25.01.07, Бюл. №2.
5. Григоренко Я.М., Василенко А.Т., Панкратова Н.Д. Теория оболочек переменной жесткости. Методы расчета оболочек – К.: Наукова думка, 2011. – 544 с.
6. Гольдштейн Р.В., Ентов В.М. Качественные методы в механике сплошных сред – М.: Наука, 2009. – 224 с.
7. Морозов Е.М., Никишков Г.П., Черныш Т.А. Неизотермическая модель упругопластического тела с комбинированным законом упрочнения и ее применение для расчета тел с трещинами // Аналитические и численные методы решения краевых задач пластичности и вязкоупругости. – Свердловск: Уральск. науч. центр АН России, 2006. – С.87–94.
8. Пат. 16717 Україна, МПК E21B 7/06, 17/00. Компоновка низу бурильної колони / Р.Я. Кунцяк, К.В. Булатов, Я.В. Кунцяк, Б.О. Чернов, Д.М. Мартинюк. –Опубл.15.08.06, Бюл № 8.
9. Пат. 115886 України. МПК E21B 7/08. Компоновка низу бурильної колони / М.Є. Чернова. – Опубл. 25.04. 17, Бюл. № 8.

Надійшла 16.08.22

### References

1. Kuntsyak, Ya.V., Brazhina, G.Y., Bulatov, K.V., et al. (2002). Doslidzhennia osoblyvostei glybokoho burinnia [Study of features of deep drilling]. Proceedings from Oil and gas of Ukraine'02: VII mizhnarodna naukovo-praktychna konferentsiia (veresen 2002 roku) – 2nd International Scientific and Practical Conference. (pp. 352–353). Kyiv. [in Ukrainian].
2. Chernov, B.A. Dublenich, Yu.V., Shcherbeniuk, N.D., & Nestruev, A.I. (1986). Patent of USSR 1629460.
3. W.R. Garrett (1983). Patent of USA 4416476.
4. Chernov, B.A., & Chernova, M.Ye. (2007). Patent of Russia № 041001.
5. Grigorenko, Y.M., Vasilenko, A.T., & Pankratova, N.D. (2011). *Teoriia obolochek peremennoi zhestkosti. Metody rascheta obolochek [Theory of shells with variable stiffness. Shell calculation methods]*. Kyiv: Naukova dumka [in Russian].
6. Goldshtein, R.V., & Yentov, V.M. (2009). *Kachestvennye metody v mekhanike sploshmykh sred. [Qualitative methods in continuum mechanics]*. Moskov: Nauka [in Russian].
7. Morozov E.M., Nikishkov G.P., Chernysh T.A. (2006). Neizotermicheskaia model uprugoplasticheshogo tela s kombinirovannym zakonom uprochneniia i yeio primenenie dlia rascheta tel s treshchinami [Non-isothermal model of an elastoplastic body with a combined hardening law and its application for calculating bodies with cracks. *Analiticheskie i chislennye metody reshenia kraievykh zadach plastichnosti i viazkouprugosti [Analytical and numerical methods for solving boundary value problems of plasticity and viscoelasticity]*. Sverdlovsk: Uralskii nauchnyi tsentr AN Rossii. [in Russian].
8. Kuntsiak, R.Ya., Bulatov, K.V., Kuntsiak, Ya.V., et al. (2006). Patent of Ukraine 16717 [in Ukrainian].
9. Chernova, M.Ye. Patent of Ukraine 115886 [in Ukrainian].